

PARTICIPAÇÃO ESTRATÉGICA DOS PARQUES EÓLICOS NOS MERCADOS DE ELETRICIDADE

Algarvio H.*, Couto A.*, Lopes F.*, Estanqueiro A.*

* Unidade de Energias Renováveis e Integração de Sistemas de Energia, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), I.P., Estrada do Paço do Lumiar nº22, Lisboa, 1649-038 Portugal,
hugo.algarvio@lneg.pt, antonio.couto@lneg.pt, fernando.lopes@lneg.pt, ana.estanqueiro@lneg.pt

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.1009>

RESUMO

A União Europeia tem objetivos ambiciosos para o uso maioritário de energias renováveis em todos os setores de atividade, originando uma crescente penetração renovável nos mercados de eletricidade. O mercado diário, desenhado quando predominavam as tecnologias despacháveis, fecha às 12:00 da Europa Central, fazendo com que a geração renovável variável no tempo (VRE) faça licitações usando previsões meteorológicas entre 19 e 43 horas antes da operação em tempo real, dando origem a erros consideráveis nas previsões. O comportamento estocástico e a reduzida previsibilidade das VREs originam problemas nos mercados, especialmente, a redução dos preços de mercado devido às suas ofertas a preço zero, e a necessidade de balanceamento do sistema provocadas pelos seus desvios. Deste modo, através da análise aos resultados de diversos cenários em que se considera a participação ativa dos parques eólicos (PEs) em mercado, verifica-se que só através de alterações profundas nos modelos de mercado será possível garantir a viabilidade económica dos PEs sem incentivos diretos como as tarifas fixas garantidas.

PALAVRAS-CHAVE: VRE, Parques Eólicos, Mercados de Eletricidade, Modelos de Mercado, Cenários.

ABSTRACT

The European Union set ambitious targets for the use of renewable energy as the main source of energy in all activity sectors, resulting on a growing renewable penetration in electricity markets. The day-ahead market of electricity closes at 12 noon (CET) and has been designed for dispatchable technologies. So, the variable renewable energy (VRE) has to make bids to this market using meteorological forecasts from 19 to 43 hours before the real-time operation, with significant errors. VREs have problems with the lack of flexibility of the traditional markets, causing deviations that have to be handled using control reserves at high costs. The VRE bids at 0 €/MWh also decrease the liquidity of electricity markets. Thus, analyzing the results of several scenarios it is possible to understand that, when considering the active participation of wind parks in electricity markets, only with relevant changes in the current market designs will be possible to guarantee the economic viability of wind parks without direct incentives as feed-in-tariffs.

KEYWORDS: VRE, Wind Parks, Electricity Markets, Market Models, Sceneries.

INTRODUÇÃO

Os diversos participantes nos mercados de eletricidade (EMs) são diferenciados e autónomos, tendo os seus próprios objetivos e estratégias de negociação. Normalmente os agentes do lado da oferta usam estratégias que permitam a maximização do seu lucro nos mercados grossistas, enquanto os agentes do lado da procura, procuram baixar os custos da eletricidade, para depois a venderem ao consumidor final no mercado de retalho (Algarvio et al. 2017). A maior parte das estratégias são cooperativas, de modo a que ambas as partes obtenham benéficos mútuos.

Na maior parte dos mercados de eletricidade grossistas a nível mundial existem três tipos de modelos de mercado (Shahidehpour et al. 2002): (i) leilões, constituídos por um mercado centralizado onde os agentes da oferta e procura fazem licitações, sendo o preço de mercado definido pela interseção das curvas da oferta e da procura, utilizando um algoritmo de preços marginais; (ii) contratos bilaterais, onde agentes da procura e da oferta podem negociar entre si, de forma privada, as condições dos contratos; e (iii) híbridos, que combinam diversas características dos dois modelos anteriores.

Na maior parte dos países da União Europeia (com exceção da Irlanda, que não possibilita o uso de contratos bilaterais) usa-se o modelo híbrido. Este modelo é constituído por um mercado diário, ou do dia seguinte, encerrando às 12:00 (na Europa Central) do dia anterior ao dia da operação em tempo real. Este mercado pode ser seguido por um mercado intradiário baseado em leilões (*spot*) com diversas sessões, como se verifica no mercado Ibérico de eletricidade (MIBEL), Italiano e Alemão e/ou por um mercado intradiário contínuo como na maior parte da Europa, que consiste na transação direta da energia (Algarvio et al. 2019d). Os mercados intradiários são mercados essencialmente usados para acertos das licitações muito perto da operação em tempo real. A maior parte dos mercados Europeus permitem ainda a negociação de contratos bilaterais privados e a participação dos agentes nos mercados de derivados. O objetivo destas opções consiste em reduzir o risco dos agentes, pois nestes tipos de contratos é possível negociar energia a preço fixo durante largos horizontes temporais, de modo a não estarem expostos à volatilidade de preços dos mercados *spot*. Posteriormente todos os mercados Europeus têm os serviços auxiliares do sistema, que garantem que a frequência e a tensão da rede se mantêm estável, mitigando os desvios do sistema e garantido a segurança e robustez do mesmo.

A energia renovável variável (VRE), como a eólica e a solar fotovoltaica (PV), tem crescido substancialmente nos últimos anos, sendo em 2016 a segunda e sexta fontes de energia com mais capacidade instalada na Europa ACER (2017a). O problema é que estas aumentam a volatilidade e incerteza do fornecimento de energia e têm custos de investimento substanciais no caso da energia eólica, mas custos de produção próximos de zero. As suas características reduzem os preços dos mercados *spot*, contudo estas podem aumentar os custos dos serviços auxiliares do sistema por via dos desvios balanceados através dos mesmos. Os custos destes serviços são dirigidos aos agentes responsáveis pelos desvios na forma de penalizações (Algarvio et al. 2019a). Em casos extremos, por exemplo, erros significativos na previsão da produção, o custo absoluto que estas tecnologias pagam pelas penalizações pode ser superior à receita que estas têm nos mercados *spot*. No entanto, há sistemas de potência que protegem a produção VRE, não as responsabilizando pelo pagamento das penalizações, passando esse custo para os consumidores, que foi o caso do sistema Português no âmbito das tarifas garantidas - *feed-in-tariffs* (FiTs), o tarifário de produção em regime especial.

O potencial impacto das VREs nos mercados de eletricidade tem que ser analisado de forma cautelosa, de modo a determinar se os modelos de mercado atuais ainda são efetivos em sistemas de potência com elevada penetração de VRE (Algarvio et al. 2019d). Os atuais modelos de mercado foram desenhados num período onde dominavam as centrais despacháveis, portanto, eles não incentivam a participação ativa das VREs sem estarem coordenadas com centrais despacháveis (Zhang et al. 2015). Nos mercados atuais verifica-se uma redução substancial da liquidez de mercado com o aumento da penetração de VREs, o que, mesmo com a redução do custo nivelado destas tecnologias (LCOE), não incentiva a participação ativa dos parques eólicos (PEs) no mercado sem recorrer a incentivos económicos como as FiTs. Senso que atualmente, a participação do PV em mercado já é economicamente sustentável (IRENA, 2018). No entanto, os preços dos mercados de serviços auxiliares do sistema têm vindo a aumentar devido à crescente quantidade necessária para balancear o sistema, indicando que é necessário rever os atuais desenhos de mercados, nomeadamente, para providenciar a flexibilidade necessária e renumerar este serviço de forma adequada.

A Agência Internacional de Energia (IEA) definiu os elementos de desenho do mercado e as regras de mercado que devem ser atendidas para obtermos uma eficiente operação dos mercados de eletricidade com elevados níveis de penetração de VREs (IEA, 2014). A União Europeia publicou a nova legislação Europeia para o Mercado Interno Europeu, que está em concordância com o sugerido pela IEA, embora as medidas que visam alterar os elementos chave dos desenhos de mercado atuais, sejam menos ambiciosas do que o proposto pela IEA (EC, 2019).

Desta forma, elementos de desenho dos mercados, como fechos dos mercados (usualmente definido como “gate closure”) o mais próximo possível da operação em tempo real, produtos com horizontes temporais mais curtos e adaptados ao comportamento das VREs, permitir licitações agregadas de várias tecnologias ou agentes, permitir que as VRE forneçam serviços de sistema, e responsabilizar economicamente as VREs pelos seus desvios, são características importantes dos futuros mercados de eletricidade (Algarvio et al. 2019d).

Deste modo, este artigo estuda diversos cenários onde se consideram diferentes estratégias de licitação de um conjunto de parques eólicos no MIBEL, com o objetivo de minimizar os seus desvios e, consequentemente, maximizar a sua rentabilidade em ambiente de mercado, recorrendo ao simulador de mercado MATREM (for Multi-Agent Trading in Electricity Market) para fazer as simulações (Lopes, 2018).

O EFEITO DA CRESCENTE PENETRAÇÃO RENOVÁVEL SOBRE OS PREÇOS DA ELETRICIDADE

A Europa tem objetivos ambiciosos para o aumento da penetração renovável em todos os setores de atividade, pelo que nas últimas décadas tem incentivado diretamente o investimento em novas centrais renováveis (RES) usando diversos modelos de remuneração como *feed-in-tariffs* (FITs), *feed-in-premium*, leilões e concursos para nova capacidade e subsídios de investimento. A Europa também tem incentivado indiretamente o investimento nestas tecnologias ao dar benefícios fiscais e certificados verdes, tal como em permitir o autoconsumo e a sua participação em mercado sem incentivos diretos. A maioria dos países Europeus começou por incentivar o investimento em novas centrais renováveis através de FiTs (predominante até 2013), originando em alguns casos, um défice tarifário, que consiste na diferença entre o valor da remuneração de mercado das renováveis e a sua remuneração devido aos incentivos (Algarvio et al. 2020). É de salientar que a participação no mercado das RES é permitida em todos os países Europeus. O autoconsumo também é permitido em quase todos os países Europeus, sendo a Espanha uma das poucas exceções (Ramírez et al. 2015).

Desta forma, a capacidade instalada de VREs tem crescido ao longo do tempo e o seu potencial de crescimento é significativo. Na Europa, com cerca de 150 GW, a tecnologia eólica é a segunda tecnologia com mais capacidade instalada sendo a solar PV a sexta com cerca de 100 GW de capacidade instalada. Em 2015 a penetração de energia eólica no consumo variava de 0.5% na Noruega a 38.8% na Dinamarca. Na Fig. 1 é possível verificar que de 2004 a 2015 a penetração de energia renováveis (RES) na produção de eletricidade na União Europeia (EU-28, incluindo o Reino Unido) subiu de 14,3% para 28,8%, mantendo-se o consumo praticamente constante.

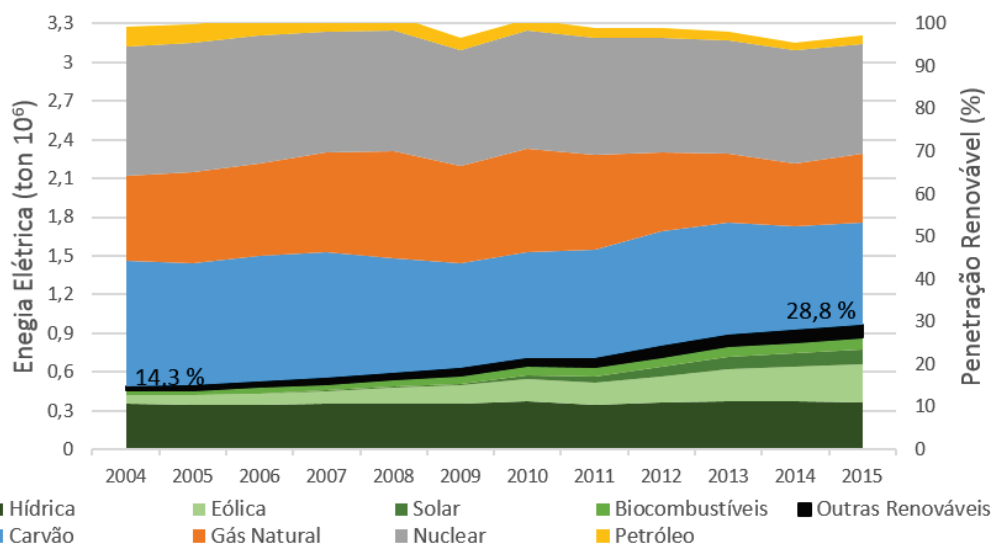
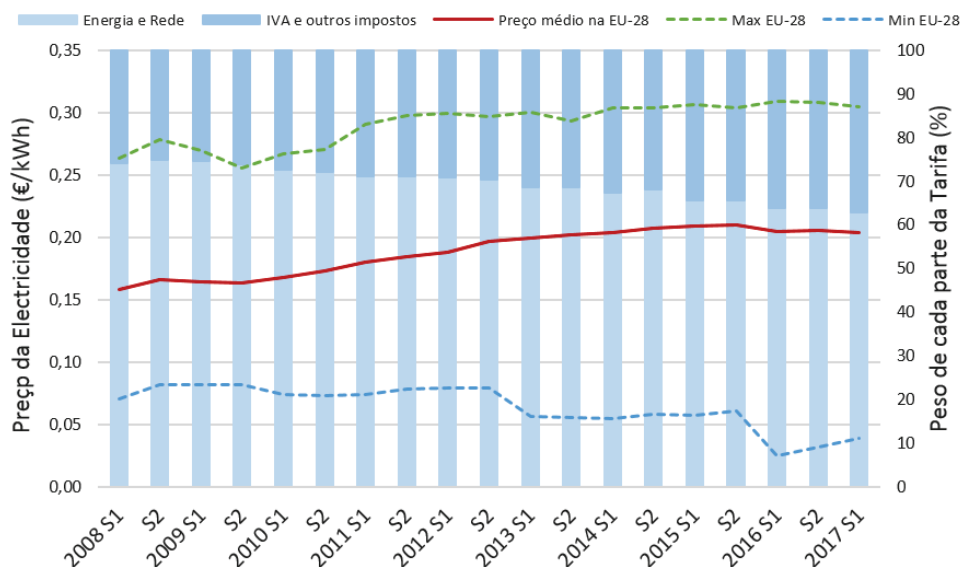


Fig. 1. Produção de eletricidade por tecnologia e a penetração renovável na EU-28 durante o período de 2004 a 2015 (fonte: Eurostat).

Em 2008, a crise económica mundial fez com que os preços dos recursos naturais como o carvão e o gás subissem o seu preço, contribuindo para o decréscimo no consumo de eletricidade. No entanto nos últimos anos estes recursos têm mantido o seu preço estável e próximo dos preços de 2009, mas a procura mantém-se mais baixa que em 2004 (ver a Fig. 1). Estes aspetos em conjunto com o crescente aumento da penetração renovável têm levado ao decréscimo dos preços nos mercados grossistas da EU-28. A única exceção foi o quarto trimestre de 2016 e janeiro de 2017 onde os preços aumentaram substancialmente no Reino Unido devido ao aumento nos preços dos recursos naturais e na Península Ibérica devido à redução das reservas hídricas. Os preços médios do mercado grossista têm sido sempre inferiores aos LCOEs das eólicas (ACER, 2017; IRENA, 2018). A redução dos preços nos mercados grossistas é um problema para a integração em regime de mercados das VREs, pois sem: (i) incentivos económicos como as FiTs, (ii) mudanças profundas no desenho de mercado que aumentem a sua liquidez e incentivem a participação ativa das VREs, (iii) um aumento significativo dos preços das emissões de dióxido de carbono (CO₂) e (iv) aumento do valor da flexibilidade e da cooperação com outros setores de atividade, não existem estímulos ao investimento em novas centrais, e dado o risco das VREs, os investidores podem ter dificuldades em obter financiamento. Tendo em conta o atual desenho de mercado e contexto socioeconómico do setor de eletricidade, sem incentivos económicos a nível governamental seria impossível cumprir com as metas Europeias para a penetração renovável.

Interessantemente, enquanto os preços dos mercados grossistas têm diminuído os preços dos mercados retalhistas (ACER, 2017) têm aumentado (ver a Fig. 2). O que pode ser explicado pela constante redução do peso do preço da energia na tarifa final dos consumidores. Em alguns países, o preço da energia que deriva dos mercados grossistas não chega a 50% do preço final da tarifa paga pelos consumidores.



Na EU-28 mais a Noruega (EU-28+NO) o preço cobrado devido à política de remuneração das renováveis tem um peso em média de 13% na tarifa. Enquanto a energia tem um peso de 35% (ver a Fig. 3). Portugal, Alemanha, Itália e Espanha são os quatro países da EU-28+NO que têm um peso maior na fatia da remuneração das renováveis na tarifa final de cerca de 23%, 21%, 21% e 16%, respetivamente (ACER, 2017). A Fig. 3 ilustra a diferença entre os pesos dos diversos componentes da tarifa da eletricidade entre a EU-28+NO e a Comunidade de Energia (EnC) que inclui a União Europeia e os seus vizinhos.

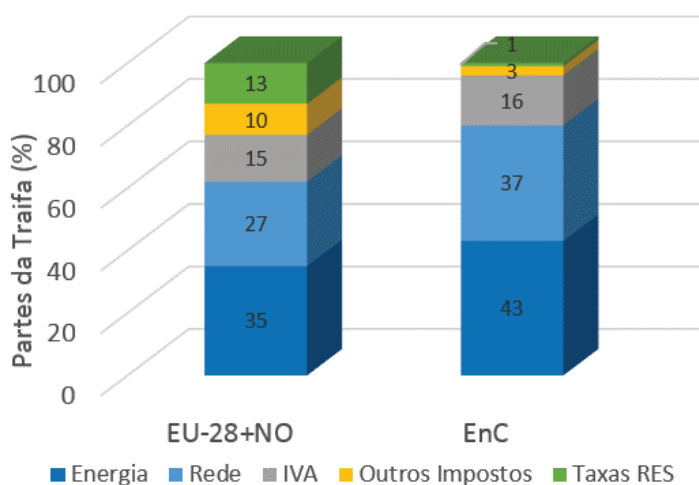


Fig. 3. Componentes chave da tarifa da eletricidade paga pelos consumidores residências das capitais da EU-29+NO e da EnC em 2016, dados da (ACER, 2017).

A diferença significativa entre as FiTs e os preços dos mercados grossistas é o aspeto chave que contribui para o défice tarifário (Algarvio et al. 2020). A regulação pode levar a uma redução das tarifas da eletricidade, aumentando a responsabilidade dos produtores de VRE em relação aos seus desvios, promovendo a igualdade entre os diversos produtores e não sobrecarregando os consumidores com esses custos. Este facto pode ser comprovado através da verificação da diferença entre os pesos da remuneração das renováveis nas tarifas da eletricidade residenciais em Portugal e Espanha. Em Portugal, com um peso de 23%, as VREs não são responsabilizadas pelos seus desvios, sendo o défice tarifário mais baixo do que em Espanha, devido ao pouco investimento em PV quando a sua remuneração era muito elevada, ao contrário de Espanha. Em Espanha o peso é de apenas 16% devido à responsabilização das VREs pelos seus desvios, mesmo com um défice tarifário superior a Portugal. Um dado interessante é que dadas as tarifas do mercado de retalho e os valores atuais das tecnologias, a instalação de novas centrais VRE torna-se bastante favorável para autoconsumo, com LCOEs bastante inferiores ao preço da eletricidade no retalho, especialmente no caso da tecnologia solar PV.

A PARTICIPAÇÃO ATIVA DOS PARQUES EÓLICOS EM MERCADO

As centrais eólicas com FiTs têm as suas ofertas normalmente reguladas e baseadas em previsões determinísticas. Deste modo, nesta secção irá ser estudada a viabilidade da participação ativa das centrais eólicas no MIBEL sem qualquer incentivo económico e pagando os desvios. Irá se verificar quais os principais problemas que os mercados atuais colocam à participação eficiente das centrais eólicas e, simultaneamente, quais os problemas que estas trazem para o mercado. Com recurso ao simulador MATREM foi estudada a licitação estratégica das eólicas tendo em conta os desenhos de mercado atuais, e futuros, que se adaptem à participação eficiente das VREs.

Estratégias de licitação dos parques eólicos nos mercados atuais

Tendo em conta os desenhos de mercado atuais, na generalidade, as centrais eólicas deverão ter como objetivo a minimização dos seus desvios, uma vez que, em alguns dos mercados, como o Português e o Alemão, a fórmula de valorização dos desvios é complexa, não permitindo especulação. Nestes mercados os agentes que desviam irão ter uma penalização caso não beneficiem o sistema, mas também podem ter uma compensação económica caso contrário (por exemplo, quando o excesso de produção face ao previsto vai de encontro as necessidades do sistema). Nos países inseridos no mercado nórdico de energia (Nordpool) a fórmula de valorização dos desvios é mais simples, pelo que, por cada hora, é calculada qual a direção dos desvios e apenas os agentes que desviam nessa direção pagam uma penalização, que deriva dos custos que o sistema obteve a balancear esses desvios (Algarvio et al. 2019a). Estratégias de previsão baseadas em previsão determinística, probabilística e estocástica já foram estudadas de forma profunda, pelo que atualmente não se conseguem obter melhorias significativas através do uso de novas técnicas de previsão. No entanto, o uso de previsões agregadas de parques eólicos entre si ou com outras tecnologias trazem melhorias consideráveis às previsões, uma vez que as previsões melhoram com uma maior dispersão geográfica das tecnologias, podendo-se aproveitar a complementaridade entre as diferentes centrais (Couto e Estanqueiro, 2020). O uso eficiente da capacidade de armazenamento como centrais hídricas com albufeiras, o solar térmico concentrado ou baterias também pode ser uma solução que em licitações conjuntas com as centrais eólicas, evitem os desvios destas, melhorando consideravelmente os seus resultados de mercado. Um dos pressupostos assumidos na literatura é que as VREs são “price-takers” e que, portanto, não têm poder de definir o preço de mercado. No entanto, ao retirar de mercado outras tecnologias despacháveis, as VREs têm o poder de definir qual a tecnologia marginal (tecnologia que define o preço de mercado), pelo que na verdade, se as VREs usarem uma licitação estratégica elas podem atuar como “price-makers” (Algarvio, Lopes e Santana, 2017).

Principais problemas colocados pelas VREs nos mercados atuais

Tendo em conta que os custos marginais das VREs são zero, ou próximos de zero caso se considerem os custos de operação e manutenção nesta variável, um dos principais problemas é a redução dos preços de mercado. Esta situação, conhecida como efeito de ordem de mérito, retira liquidez ao setor e algumas centrais despacháveis de ponta e cheia do mercado, reduzindo consideravelmente as suas horas de operação e, consequentemente, a sua remuneração através de mercado (Algarvio, Lopes e Santana, 2017). Contudo, devido à incerteza na produção VRE, estas centrais despacháveis são necessárias para garantir a segurança do sistema através da sua participação nos mercados de balanço, pelo que de modo a garantir a sua viabilidade económica estas têm que aumentar as suas receitas com capacidade, o que aumenta os custos para o sistema. A natureza distribuída das VREs também pode trazer problemas à rede de distribuição, uma vez que as VREs vão substituir centrais despacháveis de grande capacidade, ligadas à rede de transporte. Assim, de modo a evitar elevados custos financeiros com o fortalecimento da rede de distribuição, o uso de medidas de gestão dinâmica da rede e trânsito de energia otimizado são bastante favoráveis para dirigir esta produção (Duque et al 2018). Estas medidas também podem evitar casos de separação do MIBEL, onde devido ao excesso de VREs a energia transacionada entre Portugal e Espanha pode superar a capacidade de interligação (sazonal) entre estes, levando a elevadas perdas económicas devido à diferença de preço entre os mercados e ao corte de VREs, o que vem sendo estudado no âmbito do projeto OPTIGRID (<http://www.rdnester.com/optigrid/>).

Principais problemas que os mercados atuais colocam à participação ativa e eficiente das VREs

A falta de versatilidade é um dos principais problemas dos mercados atuais. O mercado diário é o mercado físico de eletricidade com mais liquidez, no entanto, este encerra às 12:00 da Europa Central, do dia anterior ao dia de operação, o que faz com que as centrais eólicas tenham que submeter licitações usando previsões meteorológicas das 5:00 da Europa Central, i.e., entre 19 a 43 horas antes da operação em tempo real (Algarvio et al. 2019b). Estas previsões para horizontes temporais alargados naturalmente conduzem a desvios que podem ser corrigidos nos mercados intradiários. Contudo, estes apresentam problemas de falta de liquidez e não são suficientemente flexíveis para fazer com que as VREs praticamente não tenham desvios na sua operação em tempo real. Atualmente as licitações nos mercados são feitas para períodos de uma hora, sendo uma resolução pouco adequada para corresponder à variabilidade da produção dos parques eólicos nesse período de tempo, pelo que a União Europeia já legislou a mudança para períodos de quinze minutos, o que ainda não sendo o ideal (os Estados Unidos e a Austrália já permitem

licitações de 5 minutos), permite alguma flexibilidade para que as VREs melhorem as suas previsões. Outro dos principais problemas é que os mercados só permitem licitações de potência, o que faz com que as centrais tenham de manter a sua potência estável durante o período licitado. Esta regra foi estabelecida tendo em conta o comportamento das centrais despacháveis térmicas, especialmente as mais inflexíveis, como as que usam tecnologias a carvão, no entanto, quase toda a procura e as VREs têm um comportamento mais inconstante. Nesse sentido, novos produtos de mercado têm surgido na literatura para permitir o fornecimento de rampas de potência, o que se adequa ao comportamento agregado das VREs e dos consumidores, e no futuro também poderá ser licitada energia (Algarvio et al. 2019c). A licitação agregada, i.e., a licitação conjunta de diferentes tecnologias dentro da mesma área de balanço, é outra das medidas que devia ser permitida em todos os mercados Europeus. O desenho atual de mercado é de tal forma inapto e arriscado à participação das VREs, com tendência a reduzir a sua liquidez com o crescimento destas, que em 2020, os investidores em PV, candidataram-se a leilões em Portugal, a receber uma tarifa garantida de 11 €/MWh, muito abaixo dos preços de mercado atuais, sendo ainda são economicamente responsáveis pelos seus desvios, o que lhes pode reduzir a sua remuneração final abaixo da tarifa garantida (EDIFÍCIOS e ENERGIA, 2020).

Simulações da participação ativa dos parques eólicos nos mercados atuais e futuros

De modo a averiguar se os mercados atuais são atrativos a investimentos em novos parques eólicos sem quaisquer incentivos económicos (cenários A), se pequenas mudanças nos mercados atuais são suficientes (cenários B) ou se deverão ser feitas mudanças mais profundas aos desenhos de mercado (cenários C), nesta secção são apresentados os resultados de diversos cenários obtidos através do MATREM, usando dados reais de um conjunto de parques eólicos Portugueses obtidos entre 2009 e 2010, que foram escalados para representar a capacidade total no período indicado. De seguida apresenta-se resumidamente os cenários analisados em Algarvio et al. (2019a, 2019b, 2019c):

- Cenário A1: cenário de referência onde os parques eólicos (PEs) fazem a sua licitação no mercado diário baseada em previsões determinísticas – “*business as usual*”;
- Cenário A2: PEs licitam no mercado diário tendo em conta uma previsão probabilística;
- Cenário A3: PEs licitam de forma agregada no mercado diário;
- Cenário A4: PEs licitam de forma estratégica nos mercados diário e intradiário;
- Cenário A5: PEs licitam a sua potência observada num cenário hipotético em que as suas previsões não têm erros;
- Cenário B1: PEs licitam a sua previsão determinística no mercado diário com um fecho duas horas depois do atual, beneficiando de previsões meteorológicas mais próximas do tempo real de operação;
- Cenário B2: PEs podem participar nos mercados de balanço;
- Cenário B3: Um PE licita de forma estratégica a sua potência nominal no mercado diário, faz acertos no intradiário e ainda participa na reserva terciária (*price-taker*);
- Cenário B4: Cenário anterior considerando a licitação estratégica de todos os parques eólicos (*price-makers*);
- Cenário C1: PEs podem participar de forma individual em dois novos mercados de balanço;
- Cenário C2: Cenário anterior, mas PEs podem participar de forma agregada;
- Cenário C3: Cenário anterior, mas PEs também podem participar num mercado bilateral perto do tempo real.

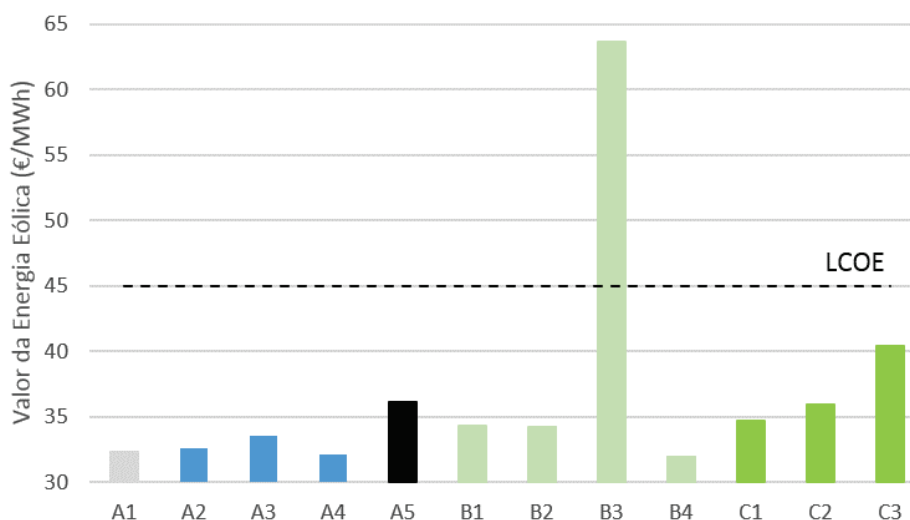


Fig. 4. Valor da Energia Eólica nos cenários estudados.

A Fig. 4 ilustra o valor de mercado da energia eólica nos cenários estudados. Tendo em conta que os LCOEs atuais e estimados em 2020 dos parques eólicos estão sempre acima de 45 €/MWh (IRENA, 2018), apenas o cenário B3 se

torna vantajoso, cenário que é irrealista e desmistificado pelo cenário B4, pois este PE tira partido da situação de não ter poder de mercado para licitar a sua potência nominal no mercado diário a um preço médio de 37.30 €/MWh para depois comprar a sua falta de energia nos mercados intradiários a um preço médio de 35.09 €/MWh. No entanto, o cenário B4 comprova que nos anos estudados, se todos os PEs em Portugal tivessem esta estratégia, o preço do mercado diário Ibérico, onde Portugal tem um peso de cerca de 20%, iria cair para 34.77 €/MWh, e dada a pouca quantidade que normalmente é transacionada nos mercados intradiários, os PEs teriam que pagar, em média, 51.22 €/MWh para comprar a energia necessária para reduzir os seus desvios, evitando o pagamento de penalizações, o que origina uma queda significativa na sua receita, mesmo quando comparando com o cenário de referência A1. Estes resultados indicam que em sistemas com crescentes penetrações de VREs, caso estes usem licitação estratégica de forma agregada, têm todo o poder para condicionar os preços de mercado.

Os resultados das simulações comprovam que mesmo com alterações significativas ao desenho dos mercados de eletricidade, a transação apenas de potência e energia em produtos de mercado adaptados ao comportamento das VREs não é suficiente para garantir a sua viabilidade económica, pelo que novas medidas devem ser tomadas de modo a garantir a atratividade do investimento em VREs sem incentivos económicos.

Medidas futuras que incentivem o investimento em novas centrais renováveis de forma indireta

Sem tarifas garantidas, os investidores em novas centrais podem ter dificuldades em obter financiamento junto da banca, dada a incerteza no seu retorno futuro, desta forma além dos benefícios fiscais já existentes a nível Europeu dever-se-ia aplicar taxas consideráveis sobre as emissões de CO₂, o que poderia aumentar o valor dos certificados verdes garantidos às renováveis, incentivando as indústrias mais poluentes a comprar estes certificados, a investir em geração renovável, ou a estabelecer contratos de longo prazo para a aquisição de energia renovável, os *power purchase agreements*. Outra solução passa pela participação das VREs em mercados de capacidade, pois embora estas não sejam despacháveis, elas garantem a injeção de uma quantidade de energia no sistema com pouca variação plurianual, quantidade esta que é essencial para que os países cumpram com as suas metas para a penetração renovável em todos os setores de atividade. Os mercados de capacidade poderiam garantir um retorno anual estável às VREs durante um período alargado (por exemplo 15 anos), servindo de garantia junto da banca.

A localização das novas centrais VRE deveria seguir uma política de interesse público, visando a complementaridade entre a procura e a produção VRE em vez de se manter a política “business-as-usual” de instalar as centrais nos locais com melhor recurso, uma vez que em sistemas com alta penetração VRE, se não se tomarem medidas irão ocorrer inúmeras horas em que se terá que cortar a produção VRE. Desta forma, o fortalecimento da capacidade de interligação entre os países e incentivar o acoplamento de diversos setores são medidas muito importantes para evitar cortes de produção VRE a custo zero, pelo que o investimento em flexibilidade com a eletrificação dos transportes, a produção de hidrogénio e calor e a dessalinização podem ser soluções futuras que evitem cortes de produção VRE e valorizem estas tecnologias. Tal como as técnicas de gestão dinâmica da rede e trânsito de energia otimizado, medidas estudadas no projeto OPTIGRID que usam a capacidade das redes de forma mais eficiente, elevando o potencial trânsito de energia entre países. Em sistemas com penetração maioritária de VREs, também se deverá ter em consideração as horas em que o recurso é escasso, existindo alternativas onde se destaca o armazenamento de energia. Em Portugal, apenas o armazenamento hídrico é usado em larga escala, mas este também está fortemente dependente das condições atmosféricas, pelo que, o armazenamento da energia em baterias, na forma de calor e o incentivo à participação ativa dos consumidores terão um papel importante em casos de escassez de energia.

CONCLUSÕES

Este estudo averiguou se a participação ativa dos parques eólicos (PEs) nos mercados de eletricidade é viável do ponto de vista económico, tendo em conta os desenhos de mercado atuais, com pequenas alterações aos mercados atuais ou futuros com alterações consideráveis. Os PEs ao licitarem a sua potência a preço zero reduzem a sua própria remuneração futura, mas se não o fizerem podem perder a oportunidade de vender a sua energia, que tem custo zero, fazendo um corte à sua produção. Desta forma, com a crescente penetração de VREs nos mercados, tem-se verificado uma redução dos preços de mercado, em especial nos mercados intradiários, devido a sua falta de liquidez. Assim, verificou-se que os desenhos de mercado atuais não incentivam a participação ativa das VREs de forma eficiente e economicamente viável sem incentivos diretos, como uma remuneração fixa garantida. Pequenas mudanças como fechar os mercados o mais perto possível da operação em tempo real e produtos de 15 minutos, mais pequenos em relação aos produtos de uma hora que se usam atualmente, trazem a flexibilidade que as VREs precisam, aumentando a sua eficiência. No entanto, os produtores que possuem parques eólicos mantêm a sua inviabilidade económica, uma vez que não garantem uma remuneração superior ao LCOE atual desta tecnologia, ao contrário do PV, que neste momento já é economicamente viável para participar ativamente em mercado. Embora mantendo o atual desenho de mercado, com a tendência de queda nos preços com a crescente penetração VRE, no futuro a queda no LCOE do PV afigura-se inferior à queda dos preços de mercado, o que pode levar à inviabilidade económica desta tecnologia. Portanto, devem ser consideradas medidas futuras que incentivem o investimento em novas centrais VREs sem incentivos diretos suportados pelos governos/consumidores, como por exemplo, os leilões de capacidade renovável, as centrais híbridas, centrais renováveis virtuais, os agregadores e as comunidades locais, que são medidas que têm

vindo a ser legisladas pelos diversos governos Europeus. Em futuros sistemas de potência com penetração renovável próxima de 100%, onde as VREs sejam a maioria, também será muito importante o acoplamento do setor da eletricidade com os outros setores de atividade, uma vez que caso os recursos primários das tecnologias VRE (vento e irradiação) sejam escassos, atualmente apenas as grandes hídricas com albufeira têm capacidade para colmatar esse problema. No entanto, estas também são fortemente dependentes do recurso hídrico, pelo que será importante no futuro aumentar a carteira de soluções de armazenamento através do uso de baterias e na forma de calor, tal como incentivar a participação ativa dos consumidores, com produtos que remunerem adequadamente a sua flexibilidade em casos de escassez de energia. Em casos de excesso de energia, a produção de hidrogénio, calor ou a dessalinização podem ser soluções que evitem o corte da produção VRE.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FCT (Fundação para a Ciência e Tecnologia) pelo financiamento deste estudo no âmbito do projeto OPTIGRID (PTDC/EEI-EEE/31711/2017).

REFERÊNCIAS

ACER (2017). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016. Electricity Wholesale Markets Volume. Outubro 2017. https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202016%20-%20ELECTRICITY%20AND%20GAS%20RETAIL%20MARKETS.pdf. Acedido a 2 de Setembro de 2020.

Algarvio, H., Couto, A., Lopes, F. e Estanqueiro, A. (2019a). Changing the day-ahead gate closure to wind power integration: a simulation-based study. *Energies*, 12(14), 2765.

Algarvio, H., Lopes, F. e Santana, J. (2017). A Linear Programming Model to Simulate the Adaptation of Multi-agent Power Systems to New Sources of Energy. *Em Highlights of Practical Applications of Cyber-Physical Multi-Agent Systems* pp. 350–360, Springer, Cham

Algarvio, H., Lopes, F. e Santana, J. (2020). Renewable Energy Support Policy Based on Contracts for Difference and Bilateral Negotiation. *Em International Conference on Practical Applications of Agents and Multi-Agent Systems*, pp. 293–301, Springer, Cham.

Algarvio, H., Lopes, F., Couto, A. and Estanqueiro, A. (2019b). Participation of Wind Power Producers in Day-ahead and Balancing Markets: An Overview and a Simulation-based Study. *WIREs Energy and Environment*, 8(5):e343. [DOI: 10.1002/wene.343]

Algarvio, H., Lopes, F., Couto, A., Estanqueiro, A. e Santana, J. (2019c). Variable renewable energy and market design: new products and a real-world study. *Energies*, 12(23), 4576.

Algarvio, H., Lopes, F., Couto, A., Santana, J. e Estanqueiro A. (2019d). Effects of Regulating the European Internal Market on the integration of Variable Renewable Energy. *WIREs Energy and Environment*, 8(6):e346.

Algarvio, H., Lopes, F., Sousa, J. e Lagarto, J. (2017). Multi-agent electricity markets: Retailer portfolio optimization using Markowitz theory. *Electric Power Systems Research* 148, pp. 282–294.

Couto, A. e Estanqueiro, A. (2020). Exploring Wind and Solar PV Generation Complementarity to Meet Electricity Demand. *Energies*, 13(16), 4132.

Duque, J., Santos, D., Couto, A. e Estanqueiro, A. (2018). Optimal management of power networks using a dynamic line rating approach. *The Renewable Energies & Power Quality Journal (RE&PQJ)*, 1, 584–589.

EDIFÍCIOS e ENERGIA (2020). Energia solar PV em Portugal: Concursos e outras oportunidades. <https://edificioseenergia.pt/opiniao-analise/solar-plaza-0109/>. Acedido a 2 de Setembro de 2020.

European Commission (2019). European Commission, Common Rules for the Internal Market for Electricity (amending Directive 2012/27/EU), Directive 2019/944, 5 junho 2019. <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>. Acedido a 2 de Setembro de 2020.

International Energy Agency (2014). The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. France. <https://www.oecd.org/publications/the-power-of-transformation-9789264208032-en.htm>. Acedido a 2 de Setembro de 2020.

IRENA (2018). Renewable Power Generation Costs in 2017. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>. Acedido a 2 de Setembro de 2020.

Lopes, F. (2018). MATREM: an agent-based simulation tool for electricity markets. Em: Lopes, F., Coelho, H. (eds.) *Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-based Simulation, and Emerging Designs*, SSDC, vol. 144, pp. 3–21, Springer, Cham, 2018.

Ramírez, F. J., Honrubia-Escribano, A., Gómez-Lázaro, E., e Pham, D. T. (2017). Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries. *Energy Policy* 102, pp. 440–452.

Shahidehpour, M., Yamin, H. e Li, Z. (2002). *Market Operations in Electric Power Systems*, England, Wiley.

Zhang, Y., Yao, F., Iu, H., Fernando, T. e Trinh, H. (2015). Wind-thermal systems operation optimization considering emission problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 65, pp. 238–245.